



IMAM KHOMEINI
INTERNATIONAL UNIVERSITY

دوره اول، شماره ۱، پاییز ۱۳۹۵، صفحه ۶۵ تا ۷۸

Vol. 1, No. 1, autumn 2016, pp. 65-78



نشریه مهندسی منابع معدنی

Journal of Mineral Resources Engineering
(JMRE)

مطالعه ژئوشیمیایی و مدل‌سازی تاریخچه حرارتی و تدفین میادین نفتی درود و نوروز

زهرا صادق طبقی^{۱*}، احمد رضا ربانی^۲

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

۲- استاد، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

(دریافت ۱۳۹۴/۰۳/۰۸، پذیرش ۱۳۹۴/۰۶/۲۲)

چکیده

آنالیزهای ژئوشیمیایی و مدل‌سازی تاریخچه تدفین و حرارتی میادین درود و نوروز واقع در شمال غرب خلیج فارس، بحث اصلی این مقاله است. ۵ نمونه نفتی از مخازن فهلیان (یاماما)، آسماری و فهلیان (منیفا) میدان درود- خارگ و مخازن کزدمی (نهر عمر) و کزدمی (بورغان) میدان نوروز مورد ارزیابی‌های ژئوشیمیایی قرار گرفته است. نفت‌های مورد مطالعه عمدتاً پارافینی‌اند. سنگ منشا نفت مخازن میدان درود- خارگ دارای لیتولوژی کربناته حاوی مواد آلی گوگردار و در مورد مخازن میدان نوروز دارای لیتولوژی ماری است. بررسی‌های ایزوتوپی نشان‌دهنده احتمال وجود نفت مخلوط در مخزن کزدمی (نهر عمر) است. نتایج حاصل از مدل‌سازی تاریخچه تدفین و حرارتی میادین درود و نوروز نشان می‌دهد که در میدان نوروز سازند سورمه (عرب- دی) از حدود ۱۲۵ میلیون سال پیش زایش هیدروکربن را آغاز کرده است و اکنون در اواسط پنجره نفتی قرار دارد و سازند کزدمی (دیر) نابالغ است. در میدان درود، سازندهای کزدمی و گدوان در اوایل پنجره نفتی قرار دارند و سازند پابده نابالغ است.

کلمات کلیدی

خلیج فارس، تاریخچه تدفین و حرارتی، میادین نفتی درود و نوروز، سنگ مادر.

۱- مقدمه

دلالت می‌کند. کلیه نفت‌ها دریکی از این چهار گروه طبقه‌بندی می‌شوند [۱]. ربانی و شعبانی افرایلی نیز در سال ۱۳۸۳ نفت‌های شمال غرب خلیج‌فارس را بررسی کردند و ضمن قرار دادن نمونه‌ها در دو گروه کلی، یک سنگ منشأ شیلی با سن ژوراسیک بالایی تا کرتاسه پایینی را به‌عنوان سنگ مولد نفت میدان‌های هنديجان، بهرگانسر و ابوذر و یک سنگ منشأ کربناته را به‌عنوان سنگ مولد نفت میدان‌های درود، فروزان و نوروز در نظر گرفته‌اند [۳].

مطالعات چندی نیز در خصوص مدل‌سازی تاریخیچه تدفین و حرارتی سازندهای منشأ محتمل در شمال غرب خلیج‌فارس انجام شده است. جهان تیغ پاک و همکاران در سال ۲۰۱۴ چهار چاه در این منطقه را مورد مدل‌سازی و زمان زایش هیدروکربن از دو سنگ منشأ محتمل کژدمی و سروک را محاسبه کردند [۲]. بشری نیز در سال ۲۰۰۸ چاه شماره ۱۶ میدان نوروز و چاه‌های شماره ۲ و ۱۷ میدان سروش را مدل‌سازی و تاریخیچه حرارتی آن‌ها را بررسی کرد [۴].

در این مقاله، ۵ نمونه نفتی از میدان‌های درود (مخازن فهلین / یاماما، فهلین / منیفا و آسماری) و نوروز (مخازن کژدمی / نهرعمر و کژدمی / بورغان) تحت آنالیزهای ژئوشیمیایی مختلف مانند آنالیزهای ایزوتوپ کربن، اندازه‌گیری درصد برش‌های مختلف هیدروکربنی، بررسی شاخص‌های بايومارکری و نسبت ایزوپرنوئیدهای خطی پریستان و فیتان قرار گرفته‌اند. علاوه بر بررسی ژئوشیمیایی، با استفاده از نرم‌افزار پترومد، تاریخیچه تدفین و حرارتی میدان‌های درود و نوروز، مدل‌سازی شده و زمان زایش نفت از سازندهای منشأ احتمالی آن‌ها مورد بررسی قرار گرفت.

۲- زمین‌شناسی منطقه مورد مطالعه

حوضه رسوبی خلیج‌فارس یک حوضه رسوبی اپی‌کنتینانتال^۱ و حاشیه‌ای است که خود یک محیط رسوبی چندگانه محسوب می‌شود [۵]. خلیج‌فارس بخشی از صفحه عربی است که در محل برخورد صفحات لیتوسفری عربی و اوراسیا قرار دارد. زمان شکل‌گیری آن در وضعیت فعلی به اواخر میوسن بعد از شکل‌گیری رشته‌کوه‌های زاگرس برمی‌گردد. این حوضه از نظر تکتونیکی شرایط حوضه فورلند^۲ را در حاشیه رشته‌کوه‌های زاگرس دارد. عمیق‌ترین قسمت حوضه خلیج‌فارس، از ژوراسیک میانی تا کرتاسه پایینی ناحیه‌ای را شامل می‌شود که در گوشه شمال غربی

خلیج‌فارس غنی‌ترین حوضه هیدروکربنی جهان محسوب می‌شود که بالغ بر ۱۵ میلیارد بشکه نفت قابل‌برداشت در بخش ایرانی آن در مخازن کربناته با سن ژوراسیک، کرتاسه و ترشیری ذخیره شده است [۱]. سیستم‌های نفتی متعددی در این حوضه فعال‌اند که سیستم‌های نفتی دوران مزوزوئیک و سنوزوئیک در این حوضه اهمیت بالایی دارند. سنگ‌های منشأ اواخر ژوراسیک مهم‌ترین نقش را در سیستم نفتی این دوره، نسبت به سنگ‌های منشأ اوایل و اواسط ژوراسیک دارند. در دوره کرتاسه سنگ‌های منشأ عمدتاً مربوط به اوایل و اواسط دوره کرتاسه‌اند که این سیستم نفتی مخازن گوناگونی را شامل می‌شود. در سیستم نفتی اواسط کرتاسه تا ترشیری، سازند کژدمی با سن آلبین و سازند پابده با سن پالئوسن- ائوسن سنگ‌های منشأ مهم این سیستم‌اند که مخازن فوق‌عظیم نفتی کمربند چین‌خورده زاگرس و خلیج‌فارس را تأمین می‌کنند [۲].

مطالعات ژئوشیمیایی به‌طور چشمگیری در شناخت ویژگی‌های سنگ‌های منشأ احتمالی و نفت یک حوضه مؤثرند. با توجه به توانایی‌های گسترده علم ژئوشیمی آلی و ابزارهای مناسبی که در اختیار دارد، نتایج مطالعات ژئوشیمیایی کمک شایانی به شناخت ویژگی‌های سنگ‌های منشأ احتمالی و هیدروکربن‌های موجود می‌کند. بازسازی جریان حرارتی یک منطقه به کمک بررسی‌های تاریخیچه تدفین و حرارتی که یک روش غیرمستقیم در ارزیابی‌های سنگ مادر محسوب می‌شود، انجام می‌گیرد. مطالعات مربوط به مدل‌سازی سنگ منشأ نیز ابزار کارآمدی در جهت کاهش ریسک اکتشافات نفتی محسوب می‌شود، زیرا وجود سنگ منشأ مهم‌ترین فاکتور در پیش‌بینی تجمعات نفتی است و مدل‌سازی فرونشست حوضه و تاریخیچه رسوب‌گذاری سنگ منشأ ناحیه مورد مطالعه که سبب گسترش اطلاعات در دسترس از آن می‌شود، نقش بسیار مهمی را در این مقوله دارد.

در میدان‌های خلیج‌فارس، مطالعات و بررسی‌های ژئوشیمیایی گسترده‌ای انجام گرفته است که از جمله آن‌ها می‌توان به مطالعات ربانی و همکاران در سال ۲۰۱۴ در مورد بررسی ژئوشیمیایی کلیه میدان‌های نفتی واقع در بخش ایرانی خلیج‌فارس اشاره کرد که نتایج حاصل از بررسی‌های آماری و ژئوشیمیایی انجام گرفته بر ۳۳ نمونه از ۱۷ میدان نفتی توسعه‌یافته بر وجود چهار خانواده اصلی در خلیج‌فارس

چین‌خورده زاگرس است. سنگ‌های منشأ شناخته‌شده در این حوضه از قدیم به جدید شامل شیل‌های سیلورین، شیل‌های سرگلو و هم‌ارزهای آن مانند Dhrams و Izhara (ژوراسیک میانی، شیل‌های Dukhan, Tawaiq, Hanifa, ژوراسیک بالایی)، شیل‌های سازند گدوان (کرتاسه پایینی)، سازند کژدمی شیل‌های سازند گرو و هم‌ارز آن Sulaiy (کرتاسه پیشین)، (آلبین)، بخش شیل احمدی (کرتاسه میانی) و شیل لافان (کرتاسه بالایی) است [۷]. ستون چینه‌شناسی منطقه شمال غرب خلیج فارس در شکل ۱ نشان داده شده است.

میدان نفتی درود، قسمت دریایی میدان خارگ را تشکیل می‌دهد. امتداد محوری این میدان با امتدادهای معمول زاگرس در تضاد است که معمولاً به این امتداد، روند عربی می‌گویند و کمابیش شمالی- جنوبی است. این میدان

خلیج فارس قرار دارد [۶]. چینه‌شناسی حوضه زاگرس را می‌توان به دو دوره تقسیم کرد: دوره قبل از باز شدن اقیانوس نئوتتیس که بخش اعظم ایران در یک حوضه رسوبی واحد قرار داشت و دوره بعدازآن که حوضه زاگرس یک حوضه مستقل محسوب می‌شده است. خلیج فارس از دیدگاه چینه‌شناسی دارای شباهت‌های بسیار زیاد با کمربند چین‌خورده زاگرس است و بنابراین می‌توان آن را جزئی از حوضه زاگرس به حساب آورد، ولی از دیدگاه زمین‌ساخت، این دو شباهت اندکی دارند و واحدی مستقل محسوب می‌شوند.

بالین حال می‌توان خلیج فارس را به دو بخش شمال غربی کمان قطر و بخش شرقی کمان قطر تقسیم کرد. این دو بخش دارای تفاوت‌های عمده در چینه‌شناسی و گسترش گنبد‌های نمکی هستند [۷].

چینه‌شناسی حوضه خلیج فارس، دارای تطابق با کمربند

Era	Period	Epoch	Formation	Members/ Equivalent	Source Rock	Reser- voir	Seal			
CENOZOIC	Pliocene- Pleistocene	Neogene	Bakhtiari							
			Agha Jari							
			Mishan	Guri Mbr.						
			Gachsaran	Mol Champen Chehel			▲			
	Paleogene	Oligocene	Asmari	Hardukh/Ghar			● Oil+Gas			
			Eocene	Jahrum	Dammam Rus	■				
		Paleocene	Pabdeh	Ummer Radhuma	■					
			Maastrichtian		Simsima					
			Campanian	Gurpi	Shargi	■		▲		
			Coniacian	Ilam	Halul	■		○ Oil		
MESOZOIC	Cretaceous	Santonian/ Turonian	Laffan		■					
			Cenomanian	Sarvak	Mishrif Ahmadi Mauddud	■	● Oil ○ Gas	○ ○		
		Albian	Kazhdumi	Nahr Ummr		■		● Oil+Gas		
				Dair Lst. Burgan Sand		■		● Oil+Gas		
			Aptian	Dariyan	Shuaiba	■		○ Oil+Gas		
			Barremian	Gadvan	U. Zubair		■		○ Oil	
					Khalij Mbr. L. Zubair				○ Oil	
			Hauterivian	Fahliyan	U. Ratawi		■		○ Oil	
		Valanginian	L. Ratawi					○ Oil		
		Berriasian	Yamama					● Oil+Gas		
	Jurassic	Upper	Hith	Sulaiy				○ Oil		
				U. Gotnia					▲	
				Arab Jubaila Hanifa				● Oil ○ Oil ● Oil		
		Middle	Surmeh	Araej				○ Oil		
				Izhara						
		Lower		Neyriz						

شکل ۱: ستون چینه‌شناسی و سیستم‌های نفتی دوران مزوزوئیک و سنوزوئیک غرب خلیج فارس

دهنده آنها تعیین شد.

آنالیز ایزوتوپی به وسیله دستگاه Finnigan Delta Plus mass spectrometer صورت گرفت. مقادیر ایزوتوپ‌های پایدار کربن با علامت دلتا ($\delta^{13}C$)، به صورت قسمت در هزار و نسبت به استاندارد با دقت $\pm 0.2\%$ ارایه شده است. به منظور محاسبه پارامترهای مربوط به تکنیک کروماتوگرافی گازی، $1 \mu L$ از هر نمونه در حلال CS_2 رقیق و به دستگاه Hewlett Packard 5890 series II با دمای انژکتور $300^\circ C$ درجه سانتی‌گراد تزریق شده است. داده‌های حاصل از آنالیزهای یادشده، در جدول ۱ ارایه شده است.

شناسایی بایومارکرها و محاسبه پارامترهای موردنظر، آنالیز GC-MS بر روی برش اشباع و آروماتیک نمونه‌های نفت خام صورت گرفت. برش اشباع نمونه‌های نفتی به وسیله ایزواکتان، رقیق و توسط GC-MS آنالیز شد. آنالیزها به وسیله دستگاه کروماتوگراف گازی Agilent 7890A مجهز به نمونه‌بردار اتوماتیک Agilent 7683B انجام شده است. آن GC^۲ به مدت ۱ دقیقه در دمای $80^\circ C$ درجه سانتی‌گراد قرار گرفت و سپس دما با آهنگ $20^\circ C$ درجه سانتی‌گراد بر دقیقه تا دمای $120^\circ C$ درجه سانتی‌گراد افزایش یافت و سپس با آهنگ $3^\circ C$ درجه سانتی‌گراد بر دقیقه تا دمای $300^\circ C$ درجه سانتی‌گراد افزایش و نهایتاً $35^\circ C$ دقیقه در این دما نگاه داشتند.

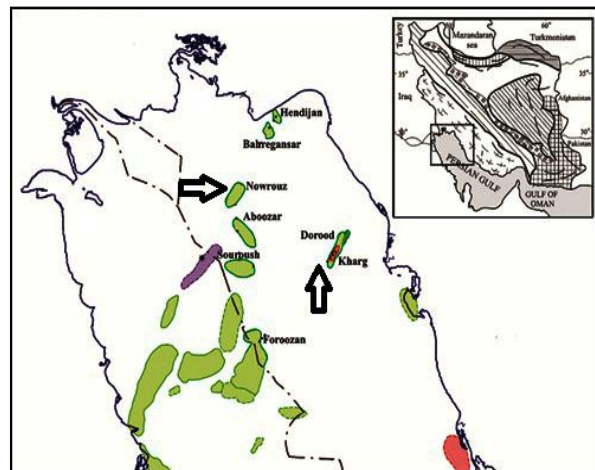
کروماتوگراف گازی به دستگاه $5975 C$ mass selective detector (MSD) متصل است. MS دارای منبع یونی با دمای $230^\circ C$ درجه سانتی‌گراد، انرژی یونیزاسیون $70 eV$ و دوره زمانی ۱ ثانیه بوده است و در محدوده جرمی $500 Da$ - 45 عمل می‌کند. برش آروماتیک نمونه‌های نفتی به وسیله تولوئن، رقیق و به کمک GC-MS با تجهیزات مشابه برش اشباع آنالیز شد. دمای آن GC از $40^\circ C$ تا $300^\circ C$ درجه سانتی‌گراد با آهنگ $3^\circ C$ درجه سانتی‌گراد بر دقیقه افزایش یافت و MS با دوره زمانی ۱ ثانیه در محدوده جرمی $40-600 Da$ عمل کرد. تمامی آنالیزهای یادشده در آزمایشگاه ژئوشیمی دانشگاه علوم و تکنولوژی AGH لهستان انجام شد. نتایج این آنالیزها در جدول ۲ ارایه شده است.

۴- نتایج و بحث

نتایج این کار پژوهشی در دو قسمت ژئوشیمی و مدل‌سازی به تفصیل در ادامه آمده است:

به صورت خطواره‌ای در امتداد فروزان و سروش قرار دارد که احتمالاً منطبق بر گسله‌ای از پی‌سنگ است. در این امتداد بلندی‌های قدیمی یا به عبارتی ساختمان‌های رویشی خارگ، کیلورکریم، میش و خامی وجود دارند. این میدان در سال ۱۳۴۰ کشف و تولید آن از سال ۱۳۴۳ آغاز شد [۷].

میدان نفتی نوروز در سال ۱۳۴۶ کشف شد و تا سال ۱۳۸۰ تعداد کل چاه‌های حفرشده آن محدود به ۱۴ حلقه بود. این میدان در شمالی‌ترین حوضه نفتی در میانه آب‌های خلیج فارس، حدود ۹۵ کیلومتری جنوب غربی پایانه ساحلی بهرگان قرار دارد [۷]. موقعیت این دو میدان در شکل ۲ نشان داده شده است.



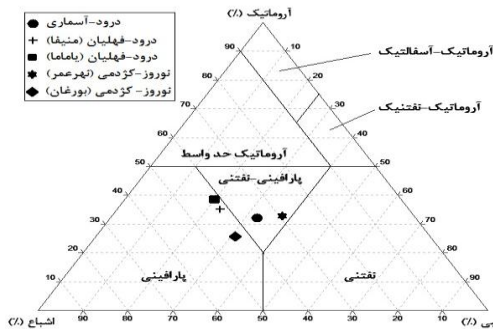
شکل ۲: موقعیت میدان‌های درود (خارگ) و نوروز در شمال غرب خلیج فارس

۳- مواد و روش‌ها

آنالیزهای ژئوشیمیایی بر روی ۵ نمونه نفتی از مخازن فهلیان (یاماما)، فهلیان (منیفا) و آسماری در میدان‌های درود و مخازن کژدمی (نهرعمر) و کژدمی (بورغان) میدان نوروز انجام شده است. برش آسفالتن نمونه‌ها به وسیله نرمال هگزان رسوب داده شد و باقی‌مانده آن با تکنیک کروماتوگرافی ستونی، مورد جداسازی برش‌های مختلف قرار گرفت. بدین منظور ستون شیشه‌ای به طول ۴۰ سانتی‌متر و قطر ۲ سانتی‌متر به نسبت $50:50$ از فاز جامد پودر آلومینا و سیلیکا ژل پر و سپس 50 میلی‌گرم از نمونه در کلروفرم حل و به آرامی به قسمت بالای ستون منتقل شد. با شستشوی ستون به وسیله حلال‌های نرمال هگزان، بنزن و متانول، به ترتیب برش‌های هیدروکربنی اشباع، آروماتیک و رزین جمع‌آوری و پس از تغلیظ و توزین نمونه‌ها، درصد اجزای تشکیل

۴-۱- مطالعات ژئوشیمیایی

نمودارهای متنوعی برای طبقه بندی انواع نفت خام پیشنهاد شده است که از جمله آن ها می توان به نمودار مثلثی تیسوت- ولته^۱ اشاره کرد. این نمودار بر پایه فراوانی ترکیبات نفت، یعنی آروماتیک، اشباع و ترکیبات قطبی رسم می شود و تنها با داشتن درصد برش های مختلف نمونه ها می توان آن ها را طبقه بندی کرد. نفت مخازن مورد مطالعه عمدتاً پارافینی و نفت مخازن کژدمی (نهرعمر) میدان نوروز و آسماری میدان درود از نوع پارافینی- نفتی است (شکل ۳).



شکل ۳: نمودار مثلثی اجزای اشباع، آروماتیک و قطبی نفت خام مخازن نفتی میدان های درود و نوروز [۸]

جدول ۱: درصد برش های نفت، مقدار ایزوپرنوئیدهای خطی و ایزوتوپ پایدار کربن نمونه های مخازن مورد مطالعه در میادین درود و نوروز

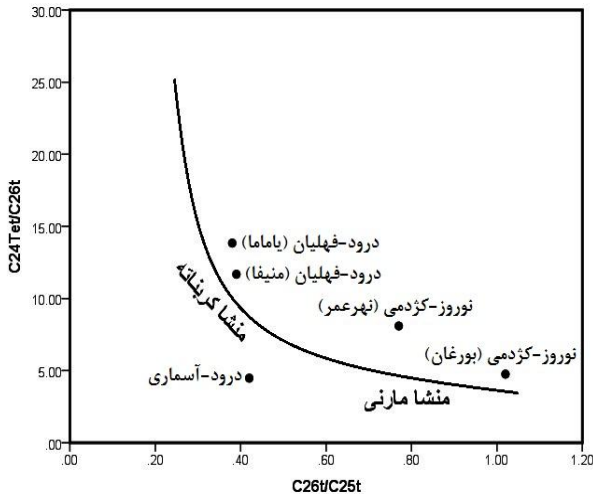
میدان- مخزن	Pr/Ph	Ph/nC18	Pr/nC17	ASP (%)	RES (%)	ARO (%)	SAT (%)	$\delta^{13}C$ ASP (‰)	$\delta^{13}C$ RES (‰)	$\delta^{13}C$ OIL (‰)	$\delta^{13}C$ ARO (‰)	$\delta^{13}C$ SAT (‰)
درود- آسماری	۰/۹۸	۰/۵۹	۰/۴۷	۱۶/۹	۱۵/۷	۳۲/۱	۳۵/۳	-۲۷/۶	-۲۶/۹	-۲۷/۲	-۲۷/۰	-۲۷/۳
درود- فهلپیان (منیفا)	۰/۶۷	۰/۳۱	۰/۱۸	۱۱/۲	۱۱/۸	۳۵/۱	۴۱/۹	-۲۷/۶	-۲۷/۰	-۲۷/۳	-۲۷/۲	-۲۷/۴
درود- فهلپیان (یاماما)	۰/۶۴	۰/۲۹	۰/۱۶	۷/۶	۱۲/۲	۳۸/۶	۴۱/۶	-۲۷/۵	-۲۶/۹	-۲۷/۲	-۲۷/۲	-۲۷/۴
نوروز- کژدمی (نهرعمر)	۰/۵۲	۰/۴۰	۰/۱۹	۱۸/۳	۱۹/۷	۳۲/۷	۲۹/۳	-۲۷/۷	-۲۷/۳	-۲۷/۶	-۲۷/۵	-۲۷/۸
نوروز- کژدمی (بورغان)	۰/۳۴	۰/۵۸	۰/۲۱	۱۸/۵	۱۲/۶	۲۵/۶	۴۳/۳	-۲۷/۹	-۲۷/۶	-۲۷/۶	-۲۷/۸	-۲۷/۹

جدول ۲: نسبت های بایومارکری نمونه های مخازن مورد مطالعه در میادین درود و نوروز

میدان- مخزن	Ts/(Ts+Tm)	DBT/P	$C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S/(S+R)$	$C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$	$C_{27}Dia/(dia+reg)$	C_{29}/C_{30}	$C_{24}Tet/C_{26}t$	$C_{22}t/C_{21}t$	$C_{24}t/C_{23}t$	$C_{26}t/C_{25}t$	$C_{24}Tet/C_{23}t$	$C_{28}BNH/C_{30}H$	$C_{35}HS/C_{34}HS$
درود - آسماری	۰/۳۱	۱/۵۳	۰/۵۲	۰/۵۳	۰/۳۵	۱/۰۰	۴/۴۸	۰/۵۶	۰/۴۶	۰/۴۲	۱/۰۸	۰/۰۴	۰/۸۳
درود - فهلپیان (منیفا)	۰/۲۷	۲/۷۱	۰/۵۴	۰/۵۵	۰/۲۰	۱/۴۶	۱۱/۶۸	۰/۹۲	۰/۳۰	۰/۳۹	۱/۴۹	۰/۰۲	۰/۹۰
درود - فهلپیان (یاماما)	۰/۱۹	۲/۹۲	۰/۵۷	۰/۵۶	۰/۱۰	۱/۵۳	۱۳/۸۴	۱/۰۹	۰/۲۵	۰/۳۸	۱/۵۱	۰/۰۱	۱/۰۱
نوروز - کژدمی (نهرعمر)	۰/۲۲	۰/۱۰	۰/۴۰	۰/۴۹	۰/۲۱	۱/۱۸	۸/۱۰	۱/۱۰	۰/۲۶	۰/۷۷	۱/۶۶	۰	۱/۲۲
نوروز - کژدمی (بورغان)	۰/۲۳	۰/۸۸	۰/۴۵	۰/۵۵	۰/۲۶	۱/۳۰	۴/۷۶	۱/۱۲	۰/۳۱	۱/۰۲	۱/۴۶	۰/۱۳	۰/۹۱

بیشترین بلوغ در بین نمونه‌ها متعلق به مخزن فهلیان (ياماما) میدان درود است. نسبت بايوماركرهاى تتراسيكلېك در نفت‌هاى مورد مطالعه نشان مى‌دهد كه سنگ منشأ نفت مخازن میدان نوروز مارنى است (شكل ۵).

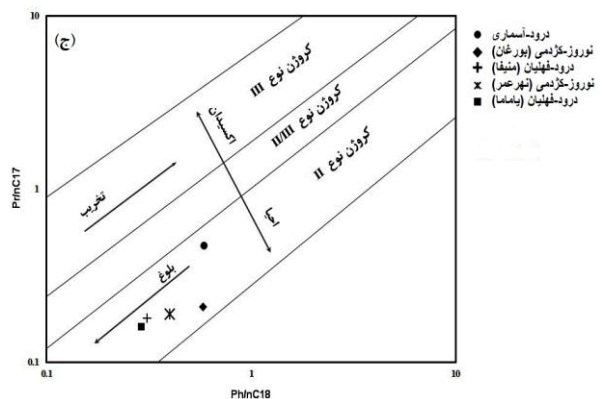
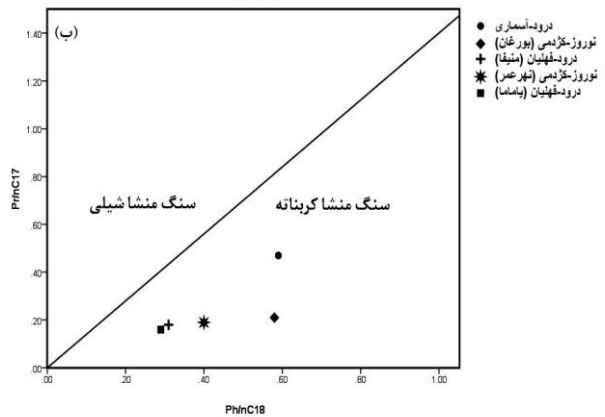
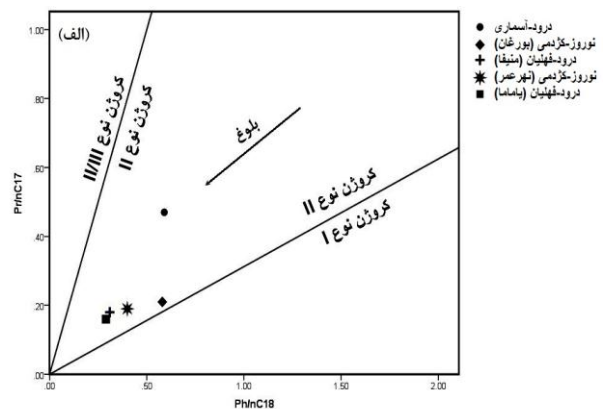
نسبت ايزوپرنوئيدهاى پريستان و فيتان به آلکان‌هاى نرمال اطلا مفيدى در خصوص شرايط حاكم بر محيط رسوبى سنگ منشأ، بلوغ، تخريب ميكروبي، ليتولوژى سنگ منشأ و همچنين نوع مواد آلى مولد نفت را در اختيار قرار مى‌دهد. مجموع نمودارهاى مربوط به اين پارامترها در شكل ۴ نشان مى‌دهد كه سنگ منشأ نفت مخازن مورد مطالعه در شرايط احيايى و با ليتولوژى كربناته و نوع مواد آلى مولد نفت آن‌ها از نوع مواد آلى دريايى است.



شكل ۵: نسبت بايوماركرهاى تتراسيكلېك برای شناسايى ليتولوژى سنگ منشأ نفت

همچنين نسبت پريستان به فيتان در برابر مقدار ايزوتوپ پايدار كرين نمونه، اطلاعات مهمى از نوع سنگ مادر و سن تقريبي آن را ارايه مى‌دهد. مطابق شكل ۶ زمان نهشته شدن اين سنگ‌هاى منشأ، دوران مزوزويك بوده است. به علت تطابق مناسبى كه سن سنگ‌هاى منشأ اين ناحيه نظير كژدمى، دياب، سرگلو و گرو با دوران مزوزويك دارند، نتيجه اين نمودار قابل تائيد است. با اندكى دقت مى‌توان دريافت كه گرچه تمامى نمونه‌ها در قسمتى از نمودار قرار گرفته‌اند كه سن مزوزويك را نشان مى‌دهد، اما تمايز سنگ‌هاى منشأ مولد نفت مخازن میدان نوروز با میدان درود، به لحاظ تفاوت سنى قابل درك است و به عبارت بهتر سنگ منشأ مخازن میدان نوروز قديمى تر است. در مطالعه ربانى و شعبانى افرايلى بر اساس بررسى نسبت استران‌هاى C_{28}/C_{29} نیز اعتقاد بر اين است كه سنگ مادر مولد نفت مخازن میدان نوروز از سنگ مادر میدان درود قديمى تر است [۳].

ليتولوژى سنگ منشأ مولد نفت‌هاى مورد مطالعه را مى‌توان از پارامترهاى بايوماركرى مختلف نظير نسبت‌هاى C_{29}/C_{30} و $C_{27}Dia/(Dia+Reg)$ ، Ts/Tm ، در نفت‌هاى مشتق شده از محيط‌هاى كربناته و بعضى از محيط‌هاى تبخيري ممكن است مقدار C_{29} افزايش يابد. نسبت هوپان‌هاى C_{29}/C_{30} را مى‌توان مقياسى برای

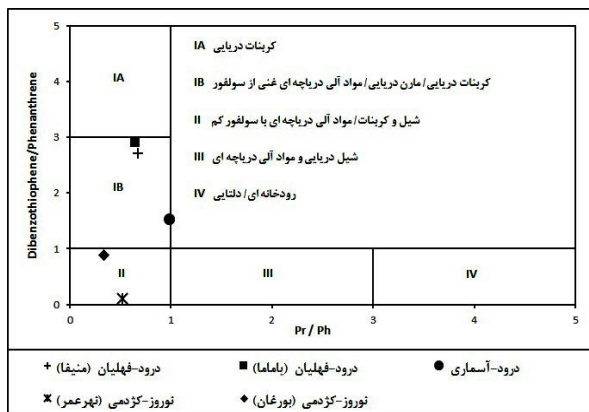


شكل ۴: نسبت ايزوپرنوئيدهاى خطى به آلکان‌هاى نرمال برای تعيين الف: بلوغ و نوع كروژن، ب: ليتولوژى سنگ منشأ و ج: نوع كروژن، بلوغ و شرايط حاكم بر محيط رسوبى سنگ منشأ

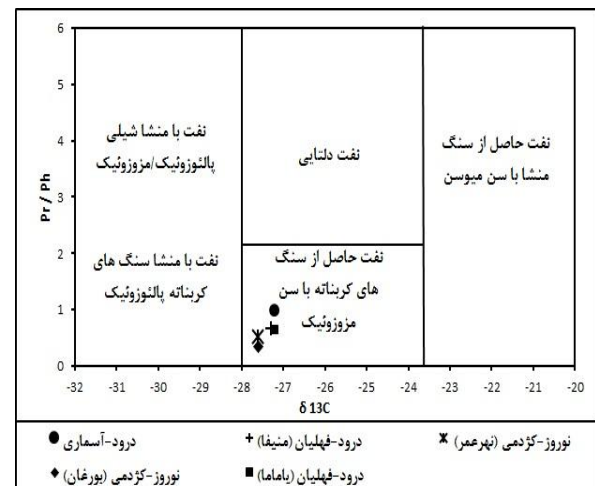
در شکل ۸، نمونه‌های نفت مربوط به مخازن فهلیان (یاماما) و فهلیان (منیفا) میدان درود در محدوده سنگ‌های منشأ کربناته غنی از گوگرد قرار گرفته‌اند که میزان بالای گوگرد در نفت این میدان تأییدی بر این مطلب و نشان از سنگ مادر گوگردار آن دارد [۱۱]. سنگ منشأ مولد نفت مخزن آسماری میدان درود دارای کربنات کمتری نسبت به دو مخزن دیگر است که این نتیجه با نمودار شکل ۷ انطباق دارد. نمونه‌های متعلق به مخازن کژدمی (نهرعمر) و کژدمی (بورغان) میدان نوروز محدوده یک منشأ ترکیبی شیل و کربنات (مارن) با گوگرد اندک را نشان می‌دهد (شکل ۸) که این نتیجه یعنی منشأ مارنی مخازن کژدمی (بورغان) و کژدمی (نهرعمر) میدان نوروز با نمودار شکل ۵ انطباق مناسبی دارد.

کربناته بودن سازند منشأ دانست. شکل ۷ نشان می‌دهد که در مخازن فهلیان (منیفا) و فهلیان (یاماما) میدان درود، مقدار دیاستران نسبت به استران منظم مقادیر بالایی را به خود اختصاص نداده و نسبت هوپان‌های C_{29}/C_{30} بیش از یک است که هردوی این مقادیر، معرف سنگ منشأ کربناته-اند، گرچه منشأ مخزن آسماری میدان درود و مخازن میدان نوروز کربنات کمتری دارد.

لیتولوژی و محیط رسوبی سنگ مادر نفت مخازن مورد مطالعه را می‌توان به کمک نسبت دی‌بنزوتیوفن به فن‌ترن تعیین کرد. بنزوتیوفن‌ها در نفت و بیتومن منشأ گرفته از سنگ‌های کربناته و تبخیری تمرکز بالایی دارند. مقدار این نسبت در نفت‌های منشأ گرفته از سنگ مادر کربناته معمولاً بیش از یک است [۹].

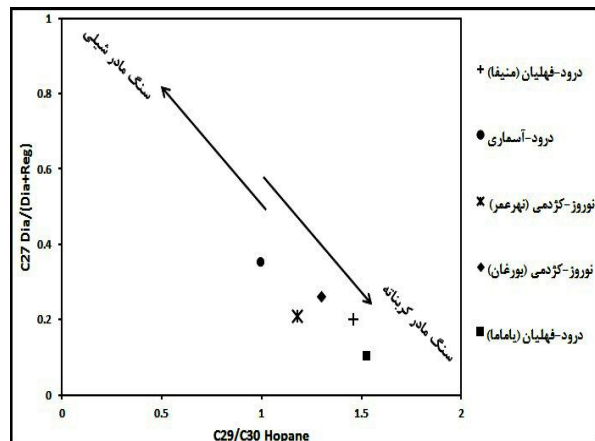


شکل ۸: نمودار نسبت دی‌بنزوتیوفن به فن‌ترن در برابر نسبت پرستان به فیتان [۹]



شکل ۶: مقادیر ایزوتوپ کربن نمونه‌های نفتی در برابر نسبت ایزوپروپونوئیدهای خطی [۱۰]

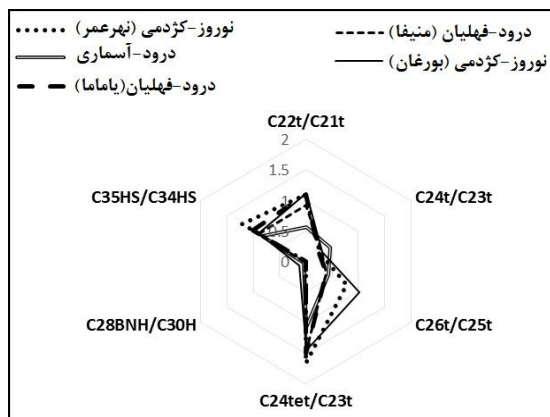
از پارامترهای بیومارکری می‌توان به‌عنوان شاخص بلوغ، محیط رسوب‌گذاری و نظایر آن استفاده کرد. مقادیر $C_{29}aaa20S/(aaa20S+aaa20R)$ در مقابل $C_{29}bb\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ و $Ts/(Ts+Tm)$ محدوده‌های بلوغ نمونه‌های مورد مطالعه را نشان می‌دهد. مقدار $C_{29}aaa20S/(S+R)$ با درجه شوری محیط رسوب‌گذاری سنگ منشأ و میزان $Ts/(Ts+Tm)$ به‌وسیله لیتولوژی سنگ منشأ نیز کنترل می‌شود. همچنین مقدار استران $C_{29}bb\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ وابسته به درصد گوگرد نمونه نیز است. طبق شکل ۹ نمونه مخزن فهلیان (یاماما) میدان درود بیشترین بلوغ و نمونه مخزن کژدمی (نهرعمر) میدان نوروز کمترین بلوغ را بین نمونه‌ها دارد.



شکل ۷: نمودار $C_{27} Dia/(dia+reg)$ نسبت به C_{29}/C_{30} Hopane برای تعیین لیتولوژی سنگ منشأ

منحنی‌های ایزوتوپ پایدار کربن کاربرد گسترده‌ای در

نمودار ستاره‌ای نیز یکی از ابزارهای کارآمد برای تعیین اختلاف یا تشابه نمونه نفت‌های مختلف است. نمودار ستاره‌ای شکل ۱۱ نشان‌دهنده تفاوت‌هایی بین نسبت‌های بایومارکری نفت مخازن میدان نوروز و درود بوده و تمایز آن‌ها قابل‌درک است.



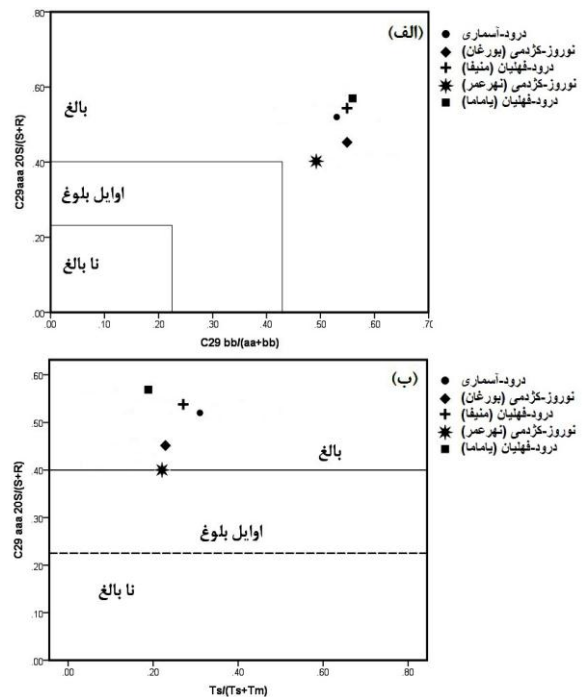
شکل ۱۱: نمودار ستاره‌ای نمونه‌های نفتی میدان‌های درود و نوروز

۴-۲- مدل‌سازی تاریخچه تدفین و حرارتی

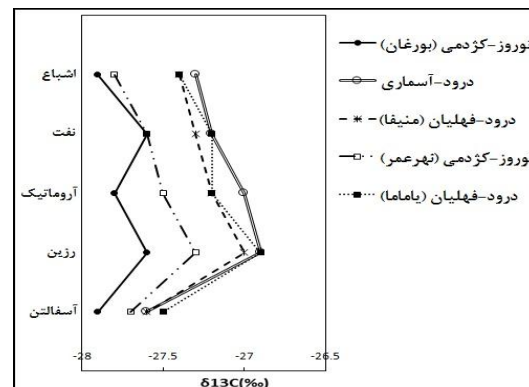
مدل‌سازی حوضه‌های رسوبی به فرآیندهای فیزیکی و شیمیایی مؤثر بر رسوب‌گذاری یک حوضه اطلاق می‌شود و به‌وسیله یک مدل ریاضی به‌طور پیوسته یا ناپیوسته بررسی می‌شود. مدل‌سازی حوضه در واقع مطالعه دینامیکی و زمین‌شناسی حوضه رسوبی است که با استفاده از نرم‌افزارهای مربوطه انجام می‌گیرد. در این روش، بلوغ حرارتی توالی چینه‌ای محاسبه و از طریق ایجاد تطابق میان پارامترهای مدل شده و اندازه‌گیری شده، تاریخچه تدفین و جریان حرارتی حوضه رسوبی تعیین می‌شود. نتایج حاصل از این مطالعات، اطلاعات مفیدی از میزان پختگی مواد آلی، وضعیت بلوغ، نوع، عمق و زمان زایش هیدروکربن، آهنگ تغییرات بلوغ و دما در زمان‌های مختلف برای کلیه سازندها به‌خصوص سنگ‌های منشأ، گرادیان حرارتی حال حاضر و نظایر آن‌ها را در اختیار محققان قرار می‌دهد که وسیعی از شرایط حوضه را آرایه می‌کند.

بلوغ، شامل تجزیه حرارتی و تحول تدریجی کروژن به هیدروکربن است. بلوغ سنگ منشأ تحت تأثیر پارامترهای گوناگونی مانند حرارت و زمان است. این دو فاکتور به آهنگ رسوب‌گذاری وابسته‌اند و افزایش یکی از آن‌ها ممکن است کاهش دیگری را جبران کند. در فرآیند مدل‌سازی، نقش هر دو عامل در نظر گرفته‌شده و با استفاده از تاریخچه جریان حرارتی، بلوغ سنگ منشأ پیش‌بینی می‌شود. تاریخچه بلوغ

انطباق نفت با مواد آلی سنگ منشأ و همچنین نفت با نفت و شناسایی نوع مواد آلی مولد آن‌ها دارد. شکل ۱۰ منحنی ایزوتوپی نفت مخازن مورد مطالعه را نشان می‌دهد. نفت مخازن نوروز و درود از هم تفکیک‌شده و در دودسته مجزا قرار می‌گیرند. نفت مخزن کژدمی (نهرعمر) میدان نوروز علی‌رغم سبک‌تر بودن نسبت به نفت مخازن درود دارای روند تقریباً مشابه با نفت مخزن فهلپیان (منیقا) میدان درود است. کژدمی (نهرعمر) میدان نوروز مخلوطی از نفت‌های تولیدشده از سنگ‌های منشأ مخازن کژدمی (بورغان) میدان نوروز و فهلپیان (منیقا) میدان درود است (شکل ۱۰).



شکل ۹: تعیین بلوغ با استفاده از نمودار الف- نسبت $C29aaa20S/(S+R)$ به $C29\beta\beta/(\beta\beta+aa)$ و ب- نسبت $C29aaa20S/(S+R)$ به $Ts/(Ts+Tm)$



شکل ۱۰: منحنی ایزوتوپی نمونه‌های نفتی میدان‌های درود و نوروز

مدل سازی تاریخچه تدفین یک بعدی میدان نفتی نوروز بر اساس اطلاعات چاه شماره ۱۶ میدان انجام گرفته که این چاه تا عمق ۲۳۷۵ متری (سازند داریان) حفاری شده است. در این میدان، سازندهای کژدمی (دیر) و سورمه (عرب - دی) به عنوان سنگ مادرهای احتمالی در نظر گرفته شده اند. در مدل این چاه، مقادیر جریان حرارتی بعد از واسنجی با داده های انعکاس ویترونیات بین ۴۲ تا ۷۵ میلی وات بر مترمربع انتخاب شده است (شکل ۱۲).

شکل ۱۳ منحنی تاریخچه تدفین چاه شماره ۱۶ میدان نوروز را نشان می دهد که پدیده هایی مانند فرونشست حوضه، بالآمدگی و فرسایش در آن قابل تشخیص است. مطابق این شکل، آغاز رسوب گذاری منطبق بر اواخر تریاس است و توالی های رسوبی بیشترین عمق تدفین خود را در حدود ۳ میلیون سال پیش تجربه می کنند. از ۳ میلیون سال پیش تا زمان حال، یک بالآمدگی رخ داده است و اکثر سازندهای این منطقه نسبت به بالاترین دمایی که تجربه کرده اند حدود ۲۵ درجه سانتی گراد خنک تر شده اند (شکل ۱۴- ج). علت این کاهش دما بالآمدگی و فرسایش رخ داده در منطقه از زمان میوسن تاکنون است. این فاز فرسایشی باعث از بین رفتن ۱۲۵۰ متر از رسوبات سازند آغاچاری و بختاری شده است (شکل ۱۳).

به علت بالآمدگی و فرسایش رخ داده در ناحیه می توان اظهار داشت که بلوغ سنگ های منشأ محتمل از حدود ۳ میلیون سال پیش تاکنون متوقف شده است (شکل ۱۴). مقدار انعکاس ویترونیات سازند کژدمی (دیر) در زمان حال برابر ۰/۴۹ درصد است، به عبارتی این سازند بلوغ کافی را تجربه نکرده و نابالغ است. سازند سورمه (عرب- دی) اکنون دارای انعکاس ویترونیات ۰/۷۸ درصد است و در محدوده تولید نفت متوسط قرار دارد (شکل ۱۴- ب). سازند سورمه از حدود ۱۲۵ میلیون سال پیش و در عمق تقریباً ۱۵۰۰ متری وارد پنجره نفت زایی و از حدود ۹۰ میلیون سال پیش و در عمق بیش از ۲۰۰۰ متری وارد مرحله تولید نفت متوسط شده است (شکل ۱۳).

نسبت تبدیل عبارت است از نسبت هیدروکربن تولید شده به پتانسیل تولیدی سنگ منشأ است که بر اساس درصد بیان می شود [۱۴]. شکل ۱۴- الف نشان می دهد که این نسبت برای سازند سورمه (عرب- دی) به حدود ۵۰ درصد رسیده است در حالی که برای سازند کژدمی (دیر) مقدار اندکی دارد و حدود ۴ درصد است. بالاترین دمایی که

سنگ های منشأ مستقیماً تحت تأثیر رژیم حرارتی منطقه است، در نتیجه کلیه عوامل مؤثر بر تاریخچه حرارتی مثل وجود ساختارهای نمکی، جریان حرارتی، شرایط مرزی^۵ و نظایر آن روی بلوغ نیز مؤثر است.

در این مقاله مدل سازی یک بعدی تاریخچه تدفین میدان های درود و نوروز تبه کمک نرم افزار پترومد (نسخه ۲۰۱۱) انجام گرفته است. اطلاعات ورودی شامل داده های زمین شناسی (ضخامت لایه های مختلف، سن آن ها، فرسایش، نوع لیتولوژی و نظایر آن)، داده های ژئوشیمیایی، شرایط مرزی و موارد مشابه است. اطلاعاتی مانند نام و مختصات چاه، عمق حفاری و داده های واسنجی نیز جزو ورودی های نرم افزار است تا بتوان مدل نهایی را با داده های حقیقی چاه واسنجی کرد.

از آنجا که مدل سازی یک بعدی بیشتر به ارزیابی سنگ های منشأ در طول زمان می پردازد، در نمودارهای تاریخچه تدفین، میزان پختگی بر اساس روش Sweeney & Burnham بیان شده است [۱۲]. طبق این روش، کمترین میزان انعکاس ویترونیات برای نفت سنگین ۰/۵۵ درصد، برای نفت متوسط ۰/۷ درصد و برای نفت سبک ۱ درصد است. میزان بلوغی که بر اساس این روش محاسبه می شود، یک دید کلی از پختگی سنگ منشأ بر اساس اطلاعات انعکاس ویترونیات ارائه می دهد.

واسنجی، یک انطباق بهینه بین پارامترهای اندازه گیری شده و مدل برقرار می سازد و برای مدل سازی مؤثر نقش کلیدی دارد. نرم افزار، طیف وسیعی از داده های چاه را به منظور انجام واسنجی پوشش می دهد. در این مقاله، واسنجی مدل میدان های درود و نوروز بر مبنای داده های انعکاس ویترونیات است. بدین منظور از داده های انعکاس ویترونیات بشری (۲۰۰۸) برای واسنجی مدل میدان نوروز و داده های انعکاس ویترونیات مشهودی و همکاران (۲۰۱۵) برای واسنجی مدل میدان درود استفاده و مجموعه این اطلاعات در جدول ۳ ارائه شده است [۴، ۱۳].

جدول ۳: داده های انعکاس ویترونیات میادین درود و نوروز [۴، ۱۳]

میدان	عمق (متر)	Ro (%)	
		min	max
درود (خارج)	۲۲۸۱	-	-
درود (خارج)	۲۵۷۸	-	-
نوروز	۲۳۲۹	۰/۳۸	۰/۶۴
نوروز	۲۳۵۷	۰/۴۰	۰/۵۸

فین، حرارت بیشتری را تجربه می‌کنند. سازند گدوان که یک منشأ محتمل در این ناحیه است، اکنون دارای انعکاس ویتترینایت ۰٫۶۳ درصد است و در محدوده تولید نفت سنگین قرار دارد. سازند کژدمی نیز اکنون انعکاس ویتترینایت برابر با ۰٫۵۶ درصد دارد و در اوایل پنجره نفتی است. سازند پابده به علت قرارگیری در عمق تدفین کمتر دارای انعکاس ویتترینایت ۰٫۴۸ درصد و نابالغ است (شکل ۱۷-ب).

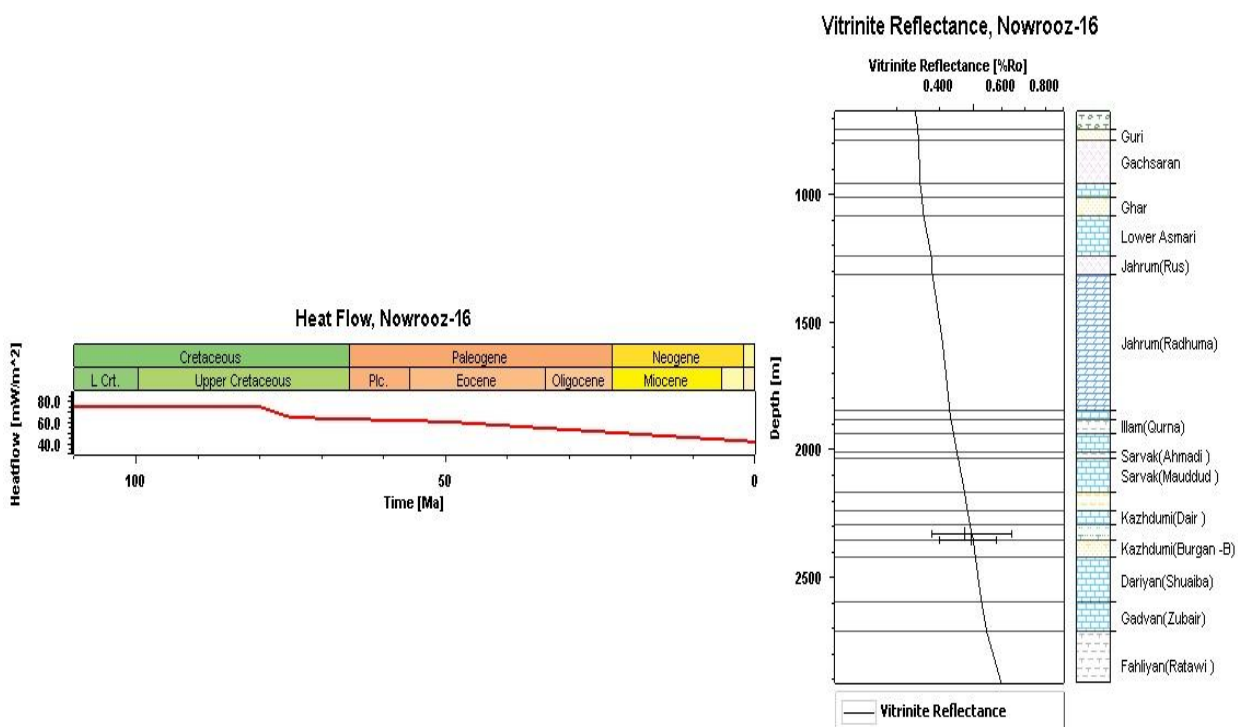
شکل ۱۷-الف منحنی TR سنگ‌های منشأ محتمل در میدان درود را نشان می‌دهد. مطابق این شکل، تمامی سازندهای گدوان، کژدمی و پابده مقدار TR بسیار اندکی (کمتر از یک درصد) دارند. بالاترین دمایی که سازندهای گدوان، کژدمی و پابده تجربه کرده‌اند به ترتیب ۱۰۵، ۹۵ و ۸۵ درجه سانتی‌گراد است (شکل ۱۷-ج).

برای به دست آوردن یک مدل مناسب تاریخچه تدفین و حرارتی، باید زمان وقوع و طول دوره رویدادهای فرسایشی تعیین شود. در نتیجه تغییرات جهانی سطح آب دریا و حرکات خشکی‌زایی، چندین ناپیوستگی ناحیه‌ای، فرسایش و عدم رسوب‌گذاری در توالی رسوبی منطقه مورد مطالعه رخ داده است [۱۵].

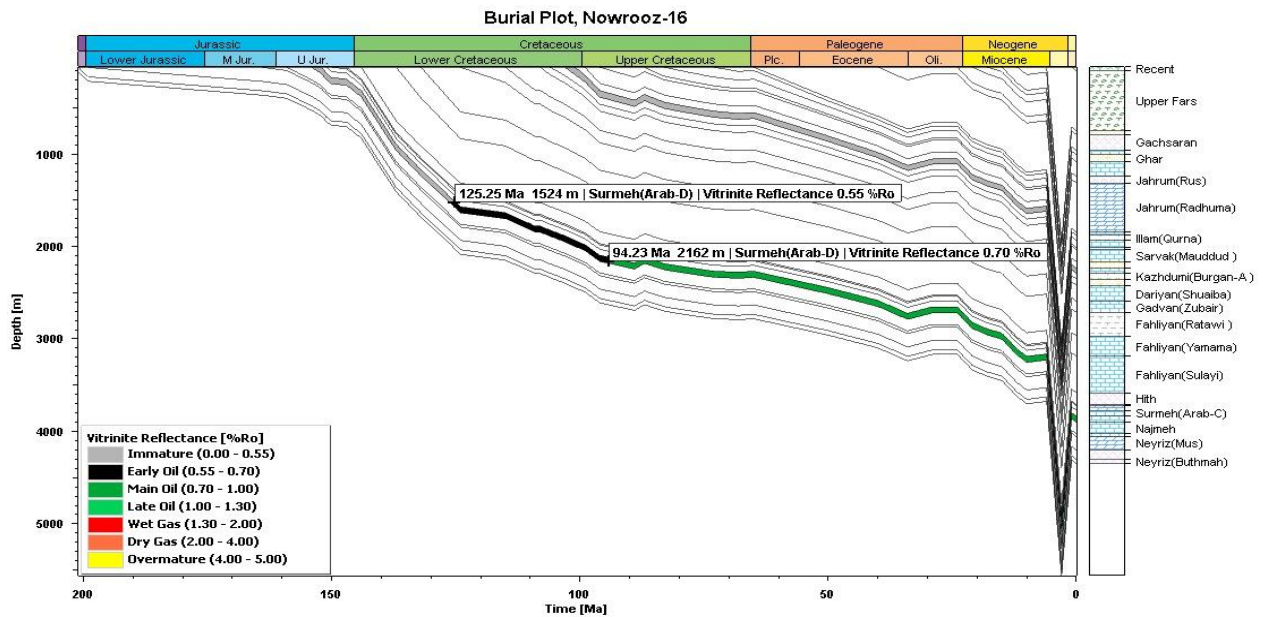
سازندهای کژدمی (دیر) و سورمه (عرب-دی) تجربه کرده‌اند به ترتیب حدود ۹۰ و ۱۲۵ درجه سانتی‌گراد است (شکل ۱۴-ج).

برای مدل‌سازی یک‌بعدی میدان نفتی درود، اطلاعات چاه شماره ۱ مورد استفاده قرار گرفته که این چاه تا عمق ۳۵۹۰ متری و تا قاعده سازند هیث حفاری شده است. سنگ‌های منشأ احتمالی این میدان عبارت از پابده، کژدمی و گدوان‌اند. مقادیر جریان حرارتی بعد از واسنجی، بین ۵۱ تا ۸۰ میلی وات بر مترمربع انتخاب شده است (شکل ۱۵).

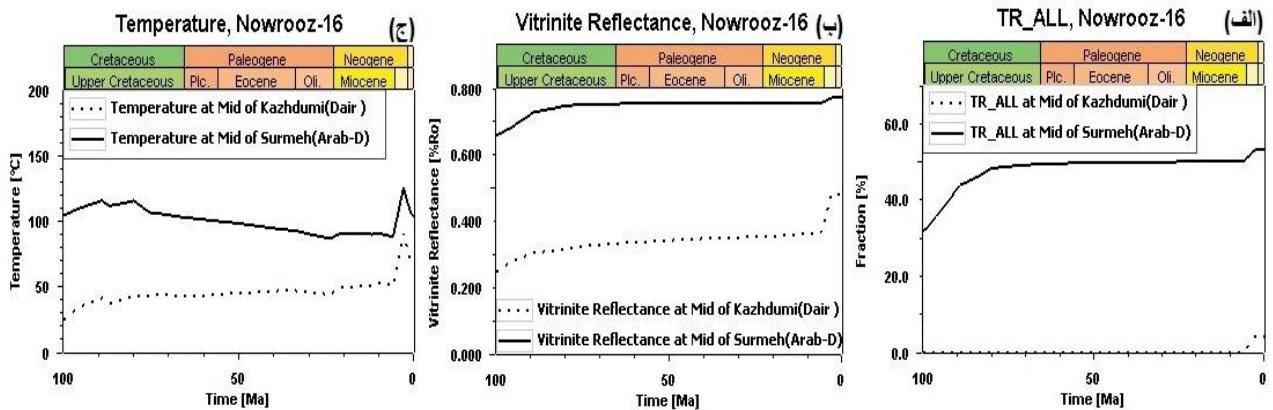
شکل ۱۶ نشان می‌دهد که رسوب‌گذاری از اوایل کرتاسه آغاز شده و بالا آمدگی‌هایی در کرتاسه پایینی، کرتاسه بالایی، پالئوسن تا اتوسن و الیگوسن قابل مشاهده است. توالی چینه‌ای موجود، بیشترین عمق تدفین خود را در ۱ میلیون سال پیش تجربه می‌کند. سازند گدوان از حدود ۳ میلیون سال پیش و در عمق بیش از ۲۵۰۰ متری و سازند کژدمی تقریباً از یک میلیون سال پیش و در عمق تقریبی ۳۰۰۰ متری وارد پنجره نفت زایی شده است. سازند پابده توانایی ورود به پنجره زایش نفت را در طول تاریخ نداشته و نابالغ است. طبق یک قاعده کلی، فازهای مهم زایش هیدروکربن منطبق بر زمانی است که سازندها به علت افزایش عمق تد-



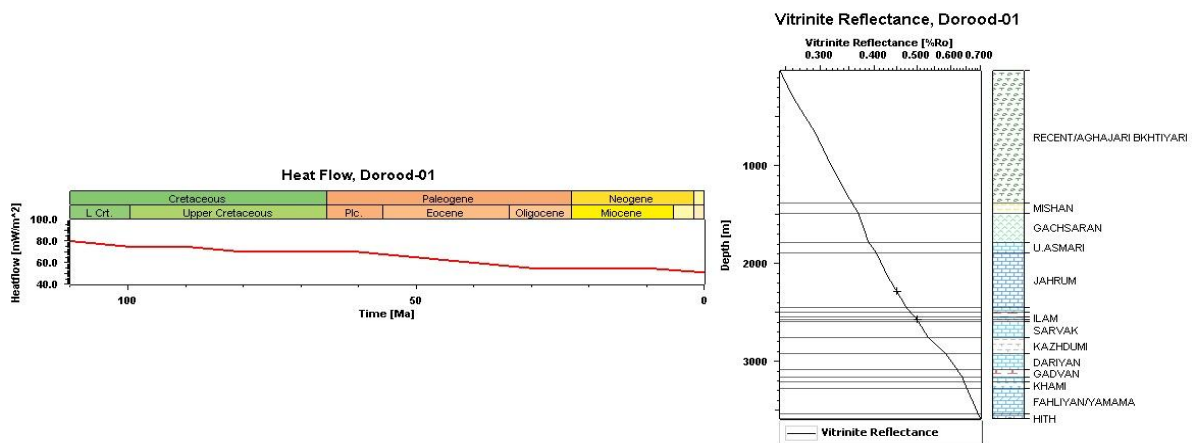
شکل ۱۲: واسنجی مدل میدان نوروز با داده‌های انعکاس ویتترینایت و تغییرات جریان حرارتی



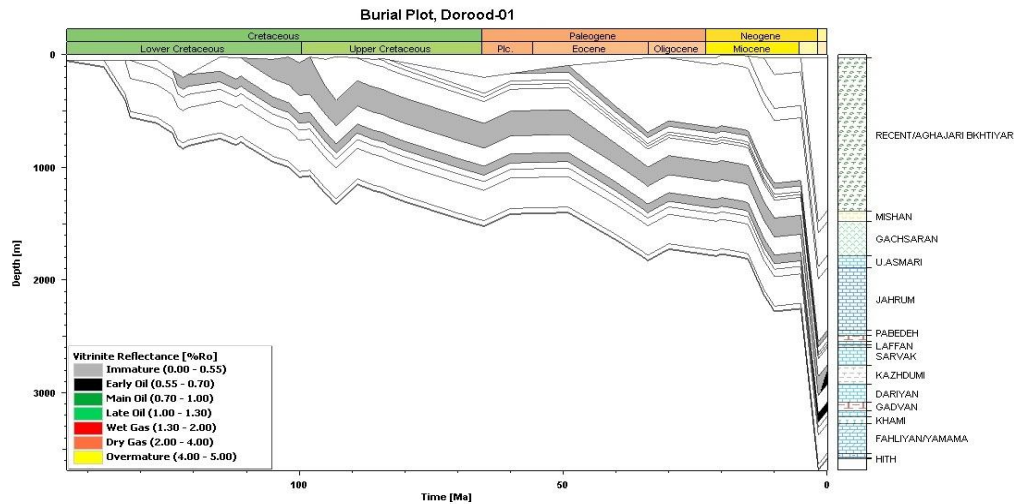
شکل ۱۳: منحنی تاریخچه تدفین و پختگی سازندهای منشأ محتمل میدان نوروز



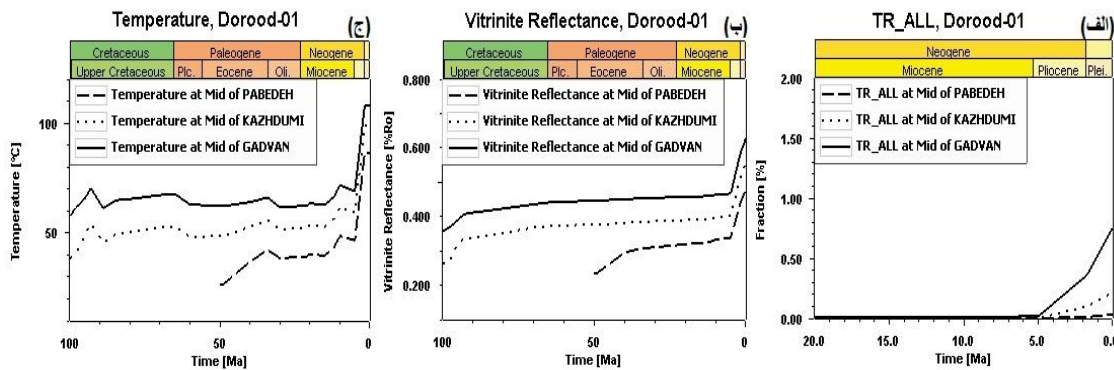
شکل ۱۴: منحنی تغییرات، الف-TR، ب-انعکاس ویترینایت و ج-دما در برابر زمان برای سنگ‌های منشأ کژدومی (دیر) و سورمه (عرب-دی) در میدان نوروز



شکل ۱۵: واسنجی مدل میدان درود با داده‌های انعکاس ویترینایت و تغییرات جریان حرارتی



شکل ۱۶: منحنی تاریخچه تدفین و پختگی سازندهای منشأ محتمل میدان درود



شکل ۱۷: منحنی تغییرات، الف-TR، ب-انعکاس ویتترینایت و ج-دما در برابر زمان برای سنگهای منشأ کژدمی، پایده و گدوان در میدان درود

در اوایل پنجره نفتی است و بلوغ بالایی ندارد و در میدان نوروز نابالغ است. در مطالعاتی که پیش‌ازاین در خصوص چهار چاه واقع در شمال غرب خلیج فارس صورت گرفته است، مطابق نقشه رسم شده از میزان پختگی سازند کژدمی در ناحیه مورد مطالعه، در محل میدان‌های درود و نوروز این سازند نابالغ است و یا در اوایل بلوغ قرار دارد [۲] و نتیجه حاصل از مطالعات مذکور در این مقاله بدین نحو تأیید می‌شود.

مطالعات دیگری که در این ناحیه توسط بشری (۲۰۰۸) صورت گرفته است، نشان می‌دهد که در چاه ۱۶ میدان نوروز (پس از مدل‌سازی تاریخچه حرارتی بر اساس داده‌های AFTA) سازند کژدمی در اوایل پنجره نفتی است و سنگ منشأ با بلوغ بالا محسوب نمی‌شود. کژدمی بیشترین بلوغ حرارتی خود را در حدود ۳ میلیون سال پیش که بالاترین عمق تدفین را داشته است، تجربه می‌کند و بیشترین مقدار

به‌طور کلی در شمال غرب خلیج فارس که محل قرارگیری میدان‌های درود و نوروز است، از کرتاسه بالایی تا الیگوسن، بالآمدگی و فرسایش وجود دارد که علت آن وقوع کوه‌زایی زاگرس است. علاوه بر تأثیر جریان حرارتی، بلوغ سنگ‌های منشأ منطقه مورد مطالعه با دو فاز فرونشست اصلی اواخر کرتاسه و میوسن- پلیوسن کنترل می‌شود. دو رویداد حرارتی مهم نیز منطقه را تحت تأثیر قرار می‌دهد. نخست کوه‌زایی هرسی‌نین ۷ که این بالآمدگی سبب فرسایش بیش از ۱۰۰۰ متر از رسوبات منطقه شده است و افزایش جریان حرارتی را به دنبال دارد. دومین رویداد حرارتی نیز متعلق به بالآمدگی اوایل تا اواسط ژوراسیک است که منجر به فرسایش بیش از ۳۰۰ متر از رسوبات شده است [۲].

بررسی سازند کژدمی در هر دو میدان مطالعه شده نشان می‌دهد که این سازند در میدان درود نهایتاً از حدود یک میلیون سال پیش زایش هیدروکربن را آغاز کرده و اکنون

نکرده است [۶]. نتایج حاصل از مقاله حاضر با مطالعاتی که در خصوص توان هیدروکربن زایی سازندهای منشأ محتمل ناحیه انجام گرفته، انطباق مناسبی داشته و قابل تأیید است. به طور کلی عمده ترین علت تفاوت در نتایج مدل سازی را می توان تفاوت در داده های واسنجی دانست. به علاوه کیفیت داده های واسنجی نیز نقش مهمی در تفسیر و نتایج دارد. عواملی مانند سینتیک انتخابی، کیفیت اطلاعات تکتونیک و زمین شناسی ورودی، کیفیت اطلاعات ژئوشیمیایی ورودی به نرم افزار و حتی نوع نرم افزار مورد استفاده برای مدل سازی از عواملی است که سبب تفاوت در نتایج می شود. به دلیل گسترش سازندها و پیچیدگی منطقه و از طرفی کمبود داده های چاه و تنوع داده های واسنجی، نتایج مذکور در این مقاله بسیار کلی بوده و بدیهی است که بررسی های دقیق تر نیازمند تعداد داده های بیشتر و معتبرتر است.

۵- نتیجه گیری

نتایج حاصل از آنالیز ژئوشیمیایی نمونه های مورد مطالعه در میدان های درود و نوروز نشان می دهد که نفت مخازن فهلیان (یاماما) و فهلیان (منیفا) در میدان درود و مخزن کژدمی (بورغان) میدان نوروز نفت پارافینی است و نفت مخزن آسماری میدان درود و مخزن کژدمی (نهرعمر) میدان نوروز در گروه نفت های پارافینی-نفتی قرار دارند. کلیه نمونه ها سن مزوزوئیک دارند و نفت مخازن میدان درود-خارگ از سنگ مادری تولید شده که مقادیر بالای گوگرد دارد در حالی که نفت مخازن میدان نوروز از سنگ مادر حاوی مقادیر اندک گوگرد منشأ گرفته است. لیتولوژی سنگ منشأ مخازن میدان نوروز ماری است و مخازن میدان درود از یک سنگ منشأ کربناته تغذیه شده اند. طبق مطالعات ایزوتوپی، مخزن کژدمی (نهرعمر) میدان نفتی نوروز احتمالاً دارای نفت مخلوطی است که حاصل ترکیب نفت سنگ منشأ مولد مخزن کژدمی (بورغان) نوروز و نفت سنگ منشأ مولد مخزن فهلیان (منیفا) درود است.

نتایج حاصل از مدل سازی میدان نوروز نشان می دهد که سازند سورمه (عرب-دی) از حدود ۱۲۵ میلیون سال پیش و در عمق تقریبی ۱۵۰۰ متری شروع به زایش هیدروکربن کرده و اکنون در اواسط پنجره نفتی است. در این میدان، سازند کژدمی (دیر) نابالغ است. در میدان درود، سازندهای کژدمی و گدوان در ابتدای پنجره نفتی قرار دارند و به ترتیب از یک میلیون سال پیش، در عمق تقریباً ۳۰۰۰ متری و ۳

انعکاس ویترنایت آن نهایتاً حدود ۰/۶۵ درصد خواهد بود که این مقدار برای شارژ مخزن کژدمی (بورغان) ناکافی به نظر می رسد. طبق این مطالعه سازند کژدمی نمی تواند منشأ مخازن کژدمی (بورغان) در میدان های نوروز و سروش باشد، بلکه سازند منشأ محتمل در این ناحیه سازند فهلیان است [۴] که این نتیجه، یعنی عدم توانایی شارژ مخازن هیدروکربنی به وسیله سازند کژدمی در میدان نوروز، منطبق بر تفسیر نتایج مقاله حاضر است.

طبق مدل سازی میدان هنديجان، سازند کژدمی در این میدان به صورت محلی تولید هیدروکربن داشته و ممکن است بخشی از آن به میدان نوروز مهاجرت کرده باشد، زیرا در برش عرضی از میدان نوروز به سمت میدان هنديجان، واحدهای چینهای با یک شیب ملایم در عمق تدفین بیشتری قرار می گیرند و بدین طریق سازند کژدمی بالغ می شود [۴]. در خصوص توان هیدروکربن زایی سنگ های منشأ احتمالی در شمال غرب خلیج فارس مطالعاتی صورت گرفته که نشان می دهد سازند کژدمی بر اساس آنالیزهای پیرولیز راک اول ۸ و الگوی توزیع آلکان های نرمال، توان هیدروکربن زایی متوسطی داشته و به لحاظ بلوغ حرارتی شرایط نابالغ تا اوایل بلوغ را داراست [۱۶، ۱۳]. مدل سازی سازند کژدمی در ناحیه مورد مطالعه بیانگر مراحل ابتدایی پختگی است و با استفاده از چندین شاخص بلوغ مانند انعکاس ویترنایت، مقادیر T_{max} و نسبت های بایومارکری مشخص می شود که ماده آلی موجود در سازند کژدمی شرایط نابالغ تا اوایل بلوغ را تجربه می کند [۱۷].

سازند گدوان در تمام گستره خلیج فارس نهشته شده است اما ضخامت، ماده آلی و توان هیدروکربن زایی آن به سمت شمال غرب خلیج فارس افزایش می یابد و در این منطقه یک سنگ منشأ خوب محسوب می شود. مدل سازی بلوغ حرارتی در شمال غرب خلیج فارس نشان می دهد که سازند گدوان توانایی تولید نفت در این منطقه را دارد و در ابتدای پنجره نفتی قرار دارد [۱۸].

سازند پابده که یک سنگ منشأ محتمل در ناحیه است، به طور کلی در خلیج فارس نابالغ و تنها در بخش هایی از آن تا اوایل بلوغ پیش رفته است. این سازند با توجه به میزان و نوع مواد آلی دارای کیفیت متوسطی به لحاظ توان هیدروکربن زایی است و در محدوده میدان نوروز سنگ منشأ ضعیفی است. سازند پابده را نمی توان سنگ مادر مؤثری در خلیج فارس به حساب آورد چون بلوغ حرارتی کافی را تجربه

[۱۱] ربانی، احمدرضا؛ بنی اسد، علیرضا؛ حسینی، احسان؛ ده یادگاری، احسان؛ ۱۳۹۳؛ "مقایسه خصوصیات فیزیکی و شیمیایی نفت‌های میدان‌های واقع در بخش ایرانی خلیج فارس"، مجله پژوهش نفت، شماره ۷۹، ص ۱۰۷-۹۵.

[12] Sweeny, J., and Burnham, A. k. (1990). "Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance base on chemical kinetics". American Association of Petroleum Geologists (AAPG), 7(74): 1559-1570.

[13] Mashhadi, Z. S., Rabbani, A. R., and Kamali, M. R. (2015). "Geochemical characteristics and hydrocarbon generation modeling of the Kazhdumi (Early Cretaceous), Gurpi (Late Cretaceous) and Pabdeh (Paleogene) formations, Iranian sector of the Persian Gulf". Marine and Petroleum Geology, 66: 978-997.

[14] Shalaby, M. R., Hakimi, M. H., and Abdullah, W. H. (2011). "Geochemical characteristics and hydrocarbon generation modeling of the Jurassic source rocks in the Shoushan Basin, north Western Desert, Egypt". Petroleum Geology, 28(9): 1611-1624.

[15] Sharland, P. R. (2001). "Arabian Plate sequence stratigraphy". Manama, Bahrain, Publisher: Gulf Petrolink, pp. 371.

[16] Mashhadi, Z. S., and Rabbani, A. R. (2015). "Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: An oil-oil and oil-source rock correlation study". International Journal of Coal Geology, 146: 118-144.

[17] Mashhadi, Z. S., Rabbani, A. R., Kamali, M. R., Mirshahani, M., and Khajehzadeh, A. (2015). "Burial and thermal maturity modeling of the middle Cretaceous-Early Miocene petroleum system, Iranian sector of the Persian Gulf". Petroleum Science, 12: 367-390.

[۱۸] ربانی، احمدرضا؛ مشهدی، زهرا سادات؛ رضایی کاونرودی، زهره؛ حیدری، شیلا؛ ۱۳۹۲؛ "ارزیابی توان هیدروکربن زایی سازند گدوان (بارمین-آپسین) در خلیج فارس"، فصلنامه زمین‌شناسی کاربردی، سال ۹، شماره ۱، ص ۳۰-۲۱.

میلیون سال پیش در عمق بیش از ۲۵۰۰ متری شروع به زایش هیدروکربن کرده‌اند. در این میدان سازند پاینده به دلیل عمق تدفین کمتر بلوغ حرارتی مکفی برای تولید هیدروکربن را ندارد و نابالغ است.

۶- مراجع

[1] Rabbani, A. R., Kotarba, M. J., Baniasad, A. R., Hosseini, E., and Wieclaw, D. (2014). "Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the Iranian sector of the Persian Gulf". Organic Geochemistry, 70: 29-43.

[2] Jahantigh Pak, Z., Biyabangard, H., Bakhshi, M. R., and Shabani, F. (2014). "Hydrocarbon generation from candidate source rocks in the Persian Gulf". Researcher, 6(2): 8-19.

[۳] ربانی، احمدرضا؛ شعبانی افراپلی، مهدی؛ ۱۳۸۳؛ "طبقه‌بندی ژئوشیمیایی نفت میدان‌های بخش غربی خلیج فارس"، نشریه دانشکده فنی دانشگاه تهران، شماره ۵، ص ۶۲۴-۶۱۱.

[4] Bashari, A. (2008). "Thermal history reconstruction the Soroosh and Nowrooz fields, Persian gulf, based on apatite fission track analysis and vitrinite reflectance data". Journal of Petroleum Geology, 31: 153-166.

[5] Seibold, E., and Vollbrecht, K. (1969). "Die Bodengestalt des persischen Golfs". In "meteor" Forschungs Ergebnisse, Reihe C., No. 2, Gebruder Borntraeger, Berlin, 29-56.

[۶] ربانی، احمدرضا؛ ۱۳۹۲؛ "زمین‌شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس"، تفرش، انتشارات دانشگاه تفرش، ص ۵۷۶.

[۷] مطیعی، همایون؛ ۱۳۸۹؛ "مقدمه‌ای بر ارزیابی مخازن نفتی زاگرس (برای زمین‌شناسان)"، جلد دوم، تهران، انتشارات آریز زمین، ص ۴۵۶.

[8] Tissot, B. P., and Welte, D. H. (1984). "Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration". Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2nd edition, pp. 699.

[9] Hughes, W. B., Holba, A. G., and Dzou, L. I. P. (1995). "The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks". Geochimica et Cosmochimica Acta, 59: 3581-3598.

[10] Chung, H. M., Rooney, M. A., Toon, M. B., and Calay-Claypool, G. E. (1992). "Carbon isotopic composition of marine crude oils". American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 76: 1000-1007.

^۱Epicontinental

^۲Foreland

^۳Oven

^۴Tissot - welte

^۵Boundary condition

^۶Transformation ratio

^۷Hercynian

^۸Rock – Eval pyrolysis